

## Stellungnahme des BVES:

### zum „Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht“

Berlin, 27. Januar 2021

Der BVES, Bundesverband Energiespeicher Systeme, bedankt sich für die Möglichkeit, zum Referentenentwurf eines Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht Stellung nehmen zu können.

Angesichts der Vielzahl von geplanten Gesetzen, die Einfluss auf Investitionen und Innovation im Gesamt-Energiesystem und damit für Wirtschaft und Gesellschaft haben werden, wäre es wünschenswert gewesen, dass das zuständige Bundesministerium mehr Zeit für einen zielorientierten und verbindlichen Dialogprozess eingeplant hätte. Der mittlerweile zurückgezogene Entwurf zum Steuerbaren-Verbrauchseinrichtungsgesetz zeigt, dass es zu einer progressiven Erstarrung im Gesetzgebungsprozess kommen kann, wenn Dialog und die Stärkung marktliche Dynamik nicht im Mittelpunkt eben dieses Prozesses stehen.

Aus Sicht des BVES möchten wir insbesondere drei Punkte hervorheben und dringend um entsprechende Berücksichtigung ersuchen, um den Eindruck eines mangelbehafteten Gesetzes zu vermeiden. Das Energiewirtschaftsgesetz bildet die regulatorische Grundlage für unser Energiesystem. Rechtsunsicherheiten und Fehlallokationen können gravierende Auswirkungen auf unsere Energiesicherheit haben.

In diesem Kontext bitten wir dringend folgende Punkte zu berücksichtigen:

- i) Es bedarf einer transparenten und rechtssicheren eigenständige Definition von Energiespeichern nach Vorgabe aus der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (BMRL)  
Die im Gesetzentwurf aufgenommene Formulierungf einer Definition von Energiespeicheranlagen ist nicht mit den Vorgaben aus der EU vereinbar. Vielmehr schreibt die vorgeschlagene Formulierung die bisher in Deutschland vorherrschende Einordnung von Energiespeichern als Verbraucher und Erzeuger fort und eröffnet somit weiterhin die Möglichkeit der Doppelbelastung von Energiespeichern, was die RED II gerade zu beseitigen vorschreibt. Die gefundene Formulierung ist damit völlig ungeeignet, als regulatorische Grundlage die Systemintegration von Energiespeichern zu begleiten oder zu ermöglichen. Das Festhalten an der Definition vom Energiespeicher als Erzeuger und Verbraucher – mit den entsprechend politisch-administrativ induzierten Mehrbelastungen bei Abgaben, Umlagen und Steuern sowie dem Aufbauen unzureichender bürokratischer Ausnahmeregelungen – ist dringend zu ändern.
- ii) Der „aktive Kunde“ oder „Prosumer“, der mit der BMRL – mit Zustimmung der Bundesregierung – ins Zentrum des zukünftigen Energiesystems gestellt wurde und mit entsprechend vielen Freiheiten ausgestattet wurde, findet sich im vorliegenden Gesetzentwurf nicht wieder. Damit fehlt ein Kernpunkt der europäischen Vorlage in der nationalen Umsetzung. Hier ist dringend nachzuarbeiten und eine 1:1 Umsetzung der RED II in deutsches Recht geboten.
- iii) Umsetzung des EU-Rechts: Unterstützend und zielführend wäre, wenn ein europarechtlicher Bezug nicht nur skizziert, sondern tatsächlich vollzogen wird. Smarte Regulierung schafft Rechts- und Planungssicherheit. Einseitige Überregulierung bremst Investitionen, insbesondere des Mittelstandes aus und schwächt somit die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands.

## Im Einzelnen:

### 1. Definition des Energiespeichers

Der Entwurf sieht aktuell in § 3 Nummer 15c EnWG eine Definition der „Energiespeicheranlage“ vor. Danach sollen Energiespeicheranlagen wie folgt definiert werden: „Anlagen, die elektrische Energie zum Zwecke der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung verbrauchen und als elektrische Energie erzeugen oder in einer anderen Energieform wieder abgeben.“

Die Einführung einer Definition des Energiespeichers in das deutsche Energierecht wird vom BVES ausdrücklich begrüßt. Allein mit einer sachgerechten Definition von Energiespeichern wird es möglich für Energiespeicher auch sachgerechte Rechtsfolgen vorzusehen. Damit würden die Energiespeichertechnologien von der kostenträchtigen energierechtlichen Rechtsfiktion befreit, dass sie nahezu gleichzeitig Energie erzeugen und verbrauchen. Es ist davon auszugehen, dass so der Investitionstau beim Einsatz von Energiespeichern aufgelöst werden kann und der volkswirtschaftliche Mehrwert einer kostengünstigen Versorgungssicherheit zunehmend zum Tragen kommt.

Die im Entwurf formulierte Definition wird der Funktionalität von Speichern weder aus technischer noch aus systemischer Sicht gerecht und ist damit deutlich nicht geeignet, die Definition Art. 2 Nr. 59 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie umzusetzen.

Vielmehr wird erneut versucht, Energiespeichern die Erzeugung und den Verbrauch von Energie in Form einer Rechtsfiktion jenseits der physikalischen Gesetzmäßigkeiten zu unterstellen, was dazu führen dürfte, dass Regelungen auf Energiespeicher angewendet werden, die entweder für Erzeugungsanlagen oder für Letztverbraucher konzipiert worden sind. Aus der Perspektive der Speichertechnologien sind nachteilige Rechtsfolgen programmiert. Selbst wer den Begriff des Verbrauchs von Strom mit der Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger gleichsetzt, werden dadurch zudem Speichertechnologien von der Definition ausgeschlossen mit der Folge deutlicher Rechtsunsicherheiten bei der Zuordnung. Eine Förderung von Systemen, die als Energie-Plattform im Gebäude fungieren und den Verbrauch des eigenen Stroms erleichtern, ist zu unterstützen. Hierzu zählen insbesondere die Schnittstelle zur Wärmenutzung in Gebäuden sowie Haussteuerungstechnik für die Einhaltung höchster Effizienzstandards.

Ergänzend ist festzustellen, dass auch bei dieser Definition gänzlich unklar bleibt, welche Komponenten Bestandteil einer Energiespeicheranlage sind und welche nicht mehr darunter subsumiert werden können.

In der EU-Gesetzgebung ist das Alleinstellungsmerkmal von Speichertechnologien eindeutig definiert: Nämlich „Energiespeicherung“ [ist] die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger; und „Energiespeicheranlage“ [ist] eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt.“ (Art. 2 Nr. 59 und 60 der BMRL).

Die europarechtliche Vorgabe stellt somit auf die Kernaufgabe eines Speichers ab, die zeitliche Verschiebung von Energie. Diese zeitliche Flexibilität, die Energiespeicher bieten, fehlt der im Gesetzentwurf gefundenen Definition völlig und legt damit nicht die notwendige Grundlage zur systemischen Einbindung von Energiespeichern. Die gefundene Formulierung stellt dagegen die bisherigen Begrifflichkeiten von Erzeugung und Verbrauch im Energiespeicher in den Vordergrund, was als funktionale Beschreibung der Fähigkeiten eines Speichers für unser Energiesystem mehr als unpassend ist.

Wir plädieren daher für eine wörtliche Übernahme der in der EU-Richtlinie gefundenen Formulierung, der auch die deutsche Bundesregierung im europäischen Gesetzgebungsverfahren bereits zugestimmt hatte. Raum für Neuformulierungen ist in diesem Kontext nicht gegeben.

Die Pflicht, lediglich verhältnismäßige technische und administrative Anforderungen an aktive Kunden zu stellen sollte in § 6 Abs. 1 Satz 1 EnWG verankert werden. Dies soll zusätzlich gelten zur heute lediglich verankerten Pflicht zur diskriminierungsfreien Abwicklung des Netzbetriebs, die häufig zu für Haushaltskunden unverhältnismäßigen Anforderungen führen.

## 2. Der Aktive Kunde/Prosumer

Art. 15 der EU-BMRL sieht den aktiven Kunden im Mittelpunkt der Energiewende und fordert die umfassende, einfache und kostengünstige Teilnahme an allen Energiemärkten.

Der BVES begrüßt die Möglichkeit aller Kunden mithilfe von Aggregatoren an den Elektrizitätsmärkten teilzunehmen. Dazu bedarf es einer gesetzlichen Pflicht der Anschlussnetzbetreiber, alle technischen Voraussetzungen für aktive Kunden zur Teilnahme an den Elektrizitätsmärkten binnen angemessener Frist, spätestens jedoch innerhalb von 8 Wochen, herzustellen. Hierfür bietet sich die Schaffung eines neuen § 41f EnWG an. Dies umfasst insbesondere die Bearbeitung von Netzanschlussbegehren, das Anlegen der relevanten Marktlokationen und Messlokationen in den IT-Systemen der VNB, die Freigabe von Messkonzepten, die Ausstattung der Messstellen durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber und die Ausstellung benötigter Nachweise durch den VNB wie etwa die Anschlussnetzbetreiberbestätigung für ÜNB.

Erwägungsgrund (42) der BMRL:

*(42) Verbraucher sollten in der Lage sein, selbst erzeugte Elektrizität zu verbrauchen, zu speichern und zu vermarkten sowie an allen Elektrizitätsmärkten teilzunehmen und so dem System Flexibilität zu bieten, etwa durch Speicherung von Energie, beispielsweise Speicherung unter Einsatz von Elektrofahrzeugen), durch Laststeuerungs- oder durch Energieeffizienzprogramme. Diese Aktivitäten werden in Zukunft durch neue technische Entwicklungen erleichtert. Allerdings bestehen nach wie vor rechtliche und kommerzielle Hindernisse, wie unverhältnismäßig hohe Gebühren für selbst verbrauchten Strom, die Verpflichtung, selbst erzeugte Elektrizität in das Energiesystem einzuspeisen, und bürokratische Erschwernisse, etwa dass Selbsterzeuger bei der Vermarktung ihrer Elektrizität die für Versorger geltenden Anforderungen erfüllen müssen. Derartige Hemmnisse, mit denen die Verbraucher davon abgehalten werden, Elektrizität selbst zu erzeugen und selbst zu verbrauchen, zu speichern oder zu vermarkten, sollten beseitigt werden, wobei sichergestellt sein sollte, dass sich solche Verbraucher angemessen an den Systemkosten beteiligen. (...)*

Die Umsetzung dieser Regelung, von der Bundesregierung aktiv unterstützt und beschlossen auf europäischer Ebene, ist im vorgelegten Entwurf des EnWG komplett nicht enthalten. Statt der Freiheit am Markt teilzunehmen wird der Kunde im Gesetzentwurf auf eine einseitige Stärkung von Unternehmen im regulierten Markt aufmerksam gemacht, die den europarechtlich garantierten Entscheidungsfreiraum sowie die freien Wahlmöglichkeiten des aktiven Kunden erheblich einschränken.

In Art. 15 heißt es weiter:

*Art. 15 (1) Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass Endkunden das Recht haben, als aktive Kunden zu handeln, ohne unverhältnismäßigen oder diskriminierenden technischen Anforderungen, administrativen Anforderungen, Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie nicht-kostenorientierten Netzentgelten unterworfen zu werden.*

Daraus folgt die Aufnahme des Ziels der aktiven Marktteilnahme aller Kunden in § 1 Abs. 4 Nr. 5 (neu) EnWG. Die Eröffnung der aktiven Teilnahme aller Marktakteure am Markt ist eines der Leitprinzipien der Sozialen Marktwirtschaft und sollte folglich aktiv durch die Gesetzesvorschläge des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unterstützt werden.

Der BVES empfiehlt hier, dass Lieferanten für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten haben, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Tarife im Sinne von Satz 1 sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife. Lieferanten haben daneben für Haushaltskunden mindestens einen Tarif anzubieten, für den die Datenaufzeichnung und -übermittlung auf die Mitteilung der innerhalb eines bestimmten Zeitraums verbrauchten Gesamtstrommenge begrenzt bleibt.

Ebenso ist die EU-Vorgabe zu berücksichtigen:

*Art. 15 (2) Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass Aktive Kunden*

*a) das Recht haben, entweder direkt oder über Aggregatoren tätig zu sein;*

Der BVES begrüßt die Möglichkeit aller Kunden mithilfe von Aggregatoren an den Elektrizitätsmärkten teilzunehmen. Dazu bedarf es einer gesetzlichen Pflicht der Anschlussnetzbetreiber, alle technischen Voraussetzungen für aktive Kunden zur Teilnahme an den Elektrizitätsmärkten binnen angemessener Frist, spätestens jedoch innerhalb von 8 Wochen, herzustellen. Hierfür bietet sich die Schaffung eines neuen § 41f EnWG an. Dies umfasst insbesondere die Bearbeitung von Netzanschlussbegehren, das Anlegen der relevanten Marktlokationen und Messlokationen in den IT-Systemen der VNB, die Freigabe von Messkonzepten, die Ausstattung der Messstellen durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber und die Ausstellung benötigter Nachweise durch den VNB wie etwa die Anschlussnetzbetreiberbestätigung für ÜNB.

Es fällt jedoch auf, dass in dem Paragraphen, der die Rolle der neu definierten Aggregatoren regeln soll, der Begriff selbst nicht gebraucht wird. Insbesondere weicht auch die Überschrift ab von der im Inhaltsverzeichnis und in der Begründung gewählten Überschrift „Verträge mit Aggregatoren“. Es bedarf hier einer Angleichung der Überschrift; ebenfalls in § 41d t, wo in der Beschreibung der Rollen und Rechte und Pflichten Aggregatoren gemeint sind, diese zur Klarstellung auch so zu benennen.

Festzustellen ist zudem, dass die in Absatz 1 benannten lastvariablen und tageszeitabhängigen Tarife keine dynamischen Stromtarife darstellen. Es ist daher empfohlen, anzustreben, dass allen Kunden, die über ein intelligentes Messsystem verfügen, dynamische Stromverträge angeboten werden. Die Grenze von 200.000 Kunden ist zu hoch angesetzt. Damit fallen nahezu alle Stadtwerke aus der Verpflichtung eines entsprechenden Angebotes. Unser Vorschlag wären 50.000 Kunden. Dies entspricht dem Kundestamm in einer Mittelstadt bzw. Landkreises. Bis zum flächendeckenden Roll-Out der ImSys sollten zudem für alle Kunden zumindest lastvariable und tageszeitabhängige Tarife unconditioniert angeboten werden.

Es ist weiter festzustellen: Die Frist zum Wechsel des Aggregators binnen drei Wochen in § 20a EnWG-E ist nicht ausreichend. Die Schaffung der technischen Grundlagen für den Wechsel ist laut Gesetzesbegründung nicht umfasst (Seite 79). Damit läuft der Wunsch nach Beginn der Marktteilnahme mit einem Aggregator binnen 3 Wochen aufgrund einer nicht auszuschließenden langsamen Bearbeitung durch die Netzbetreiber ins Leere. § 12 Abs. 1 BMRL würde ohne die hier genannten zusätzlichen Anforderungen in der Folge nicht effektiv umgesetzt

*b) das Recht haben, selbst erzeugte Elektrizität zu verkaufen, auch mittels Verträgen über den Bezug von Strom;*

Der BVES begrüßt, dass dies bereits umgesetzt ist, jedoch ist festzustellen, dass eine Bearbeitung der Anliegen durch die VNB binnen angemessener Frist oft nicht stattfindet.

*c) das Recht haben, an Flexibilitäts- und Energieeffizienzprogrammen teilzunehmen;*

Es bedarf einer Öffnung aller Flexibilitätsmechanismen auch für Aktive Kunden, insbesondere des Mechanismus „Nutzen statt Abregeln“, § 13 Abs. 6a EnWG. Dieser steht heute Technologie-diskriminierend nur KWK-Anlagen und nicht Speichern offen und verstößt damit gegen diese Vorschrift sowie Art. 13 Abs 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.

Es bedarf ergänzend einer Einführung eines Rechts bei der Teilnahme an allen Flexibilitätsmechanismen, die eine Mindestgröße voraussetzen, diese auch in aggregierter Form mit mehreren Aktiven Kunden erbringen zu dürfen. Als Referenzgröße sei hier die Mindestgröße von 5 MW im Mechanismus der abschaltbaren Lasten, § 13i Abs. 2 Satz 4 EnWG genannt.

*d) das Recht haben, einen Dritten mit dem Management der für ihre Tätigkeiten erforderlichen Anlagen zu betrauen, einschließlich Einrichtung, Betrieb, Datenverarbeitung und Wartung, wobei der Dritte nicht als aktiver Kunde gilt;*

Es bedarf einer Klarstellung im Gesetz, dass entgegen dem vorliegenden Eigenversorgungsleitfaden der BNetzA bei der Eigenversorgung auch Dritte mit der Einrichtung, dem Betrieb, der Datenverarbeitung und der Wartung einer Anlage betraut werden dürfen, ohne die als aktiver Kunde, insbesondere die Rechte aus der Eigenversorgung zu verlieren.

*e) kostenorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Netzentgelten gemäß § 59 Absatz 9 der vorliegenden Richtlinie und § 18 der Verordnung (EU) 2019/943 unterworfen sind, bei denen die in das Netz eingespeiste Elektrizität und die aus dem Netz bezogene Elektrizität getrennt ausgewiesen werden, damit sichergestellt ist, dass sie in geeigneter und ausgewogener Weise zu den Gesamtsystemkosten beitragen;*

Es bedarf einer Klarstellung, dass anders als heute auch aktive Kunden und nicht bloß rein netzgekoppelte Speicher die Entlastung des § 118 Abs. 6 EnWG in Anspruch nehmen können. Denn eine Rechtfertigung für die einseitige Bevorzugung rein netzgekoppelter Speicher besteht nicht.

Weiter nicht ausreichend im Gesetzentwurf aufgenommen sind folgende europarechtlichen Vorgaben zum „Aktiven Kunden“:

*Art. 15 (5) Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass aktive Kunden, in deren Eigentum sich eine Speicheranlage befindet,*

*a) das Recht haben, innerhalb eines angemessenen Zeitraums nach der Beantragung einen Netzanschluss zu erhalten, wenn alle notwendigen Voraussetzungen wie die Bilanzkreisverantwortung und geeignete Messsysteme erfüllt sind,*

Es ist eine Klärung notwendig, was ein angemessener Zeitraum nach Beantragung ist. Aus unserer Sicht sollte keine Kunde mehr als 8 Wochen auf einen Netzanschluss warten.

Es empfiehlt sich eine Aufnahme dieser Frist in die maßgeblichen § 8 Abs. 1 und Abs. 6 EEG, §§ 17 und 18 EnWG sowie § 6 Abs. 1 Netzanschlussverordnung.

*b) für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, oder, wenn sie für Netzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen erbringen, keiner doppelten Entgeltspflicht und damit auch keiner doppelten Netzentgeltspflicht unterworfen sind,*

Der Umstand, dass der Gesetzesentwurf diese seit dem 01.01.2021 zwingend geltende Vorschrift nicht umsetzen will, ist aus Sicht des BVES juristisch wie technologiepolitisch erschreckend. Die doppelte Belastung von Strom aus dem Netz einmal bei der Einspeicherung und ein zweites Mal nach der erneuten Einspeisung in das Netz beim tatsächlichen Verbrauch ist weithin bekannt und muss hier nicht erneut erörtert werden. Aus unserer Sicht zwingt diese Vorschrift dazu, die Doppelbelastung gespeicherten Strom durch eine europarechtlich zwingende Änderung folgender Vorschriften zu beenden:

- § 61 EEG 2021. Die heutige Ausnahme des § 61 EEG reicht hierfür nicht aus, denn sie ist für aktive Kunden messtechnisch *nicht* umsetzbar und kann in der Praxis nur von rein netzgekoppelten Speichern genutzt werden. Damit genügt sie gerade nicht den Anforderungen des Art. 15 Abs. 5 lit. b).
- § 27b KWKG bedarf der Anpassung ebenso wie § 61 EEG 2021.
- § 118 Abs. 6 ist auch für nicht rein netzgekoppelte Speicher zu öffnen.
- § 48 EnWG (Konzessionsabgabe)
- § 19 StromNEV (Sonderformen der Netznutzung, Umlage dieser)
- § 17f Abs. 1 EnWG (Offshore-Haftungsumlage)
- § 18 Abs. 1 AbLaV (AbLaV-Umlage)

Bei der Umsetzung ist darauf zu achten, dass die Ausnahmen aufgrund von Art. 15 Abs. 1 mit *verhältnismäßigem messtechnischem Aufwand* umsetzbar sein müssen. Eine Umsetzung, bei der die neuen Kosten für Messtechnik dem Wegfall der alten Kosten der Doppelbelastung entsprechen, wäre keine effektive Umsetzung des Art. 15 Abs. 5 lit. b).

Wir weisen zusätzlich darauf hin, dass die Doppelbelastung von gespeichertem Strom den Wettbewerb auf den Elektrizitätsmärkten massiv verzerrt. Zuvor gespeicherter Strom muss dort allein aufgrund der Doppelbelastung mit einem gesetzlich induzierten Preisnachteil von 210 Euro pro MWh angeboten werden. Dies verstößt ebenfalls gegen die Diskriminierungsverbote der der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung, insbesondere Art. 6 Abs. 1 lit. a und c (Regelreservemarkt), Art. 7 Abs. 2 Ziffer a) (Day-Ahead und Intraday-Märkte), Art. 13 Abs. 1 (Redispatch) und Art. 18 Abs. 1 (keine Negativanreize durch die Netzentgelte für Eigenerzeugung, Eigenverbrauch oder die Teilnahme an der Laststeuerung).

*d) befugt sind, mehrere Dienstleistungen gleichzeitig zu erbringen, sofern das technisch durchführbar ist.*

Der im Energierecht ungewöhnliche Begriff „Dienstleistung“ ist eine wörtliche Übersetzung des englischen Begriffs „services“, welcher wiederum auf den technischen Terminus „stacking of services“ zurückzuführen ist. Dieser bezeichnet die Verwendung von Speichern für mehrere Formen der Vermarktung. Zusätzlich führt der Art. 21 Abs. 2 lit. a. RED II das Recht des Erneuerbaren Eigenversorgers ein, seine Überschussproduktion zunächst zu speichern und, auch mittels Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom, Liefervereinbarungen mit Elektrizitätsversorgern und Peer-to-Peer-Geschäftsvereinbarungen, zu verkaufen. Für Speicherbetreiber entscheidend ist hierbei, dass erneuerbar erzeugte Elektrizität auch *nach* zwischenzeitlicher Speicherung noch *als Erneuerbare Energie* verkauft werden kann. Dabei können sie gemäß Art. 21 Abs. 2 lit. d RED II gegebenenfalls auch im Rahmen von Förderregelungen eine Vergütung, für die von ihnen in das Netz eingespeiste eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität erhalten, die über den Marktwert hinaus geht. Wo solch eine Förderung gezahlt wird, ist gemäß Art. 21 Abs. 6 lit. e RED II sicherzustellen, dass Eigenversorger in Bezug auf die eigenerzeugte und ins Netz eingespeiste erneuerbare Elektrizität beim Zugang zu bestehenden Förderregelungen sowie zu allen Segmenten des Elektrizitätsmarkts nicht diskriminiert werden.

Im deutschen Recht findet sich zwar kein Verbot, mehrere Dienstleistungen gleichzeitig zu erbringen. Viele Ansprüche bestehen jedoch nur, wenn mit dem Speicher nur *eine* Dienstleistung erbracht wird. Gemäß § 3 Abs. 3 Nr. 12. Hs. EEG 2017 gilt er nur als Anlage im Sinne des EEG, wenn er ausschließlich Erneuerbare Energie zwischenspeichert. Entsprechend besteht ein Anspruch auf EEG-Vergütung gemäß § 19 Abs.



1 EEG 2017 für zwischengespeicherten Strom nur, wenn ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien gespeichert wird und zu keinem Zeitpunkt sogenannter „grauer“ Netzstrom in den Speicher gelangt.

In Mieterstrom-Konstellationen entfällt entsprechend der Anspruch auf Mieterstromzuschlag gemäß §§ 19 Abs. 1 Nr. 3, Abs. 3 S. 5, 21 Abs. 3 S. 3 EEG 2017, sobald etwa durch Erbringung von Flexibilität einmal Graustrom in den Speicher gelangt.

Ein weiteres Ausschließlichkeitserfordernis enthält die Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG, die rein netzgekoppelte Anlagen offensteht, die keinen Eigenverbrauch betreiben.

Diese Anlagen-bezogenen Ausschließlichkeitsanforderungen stehen zum neuen Recht auf Multi-Use mit Speichern im Widerspruch, so dass Anpassungsbedarf besteht: So muss der Speicherbetreiber darf gemäß Art. 21 Abs. 2 lit. a lit. i, Abs. 6 lit. e REDII seinen gespeicherten Strom *als Erneuerbare Energie* bei diskriminierungsfreiem Zugang zu Förderregelungen vermarkten und zugleich gemäß Art. 15 Abs. 5 lit. d StBMRL mehrere Dienstleistungen gleichzeitig mit dem Speicher erbringen. Entsprechend ist eine Modifikation des § 3 Abs. 3 Nr. 1 2. Hs. EEG 2021 notwendig, dahingehend, dass Strom aus in einer EEG-Anlage erzeugt wurde, dann noch als Strom aus Erneuerbaren Energien *aus dieser Anlage* gilt, wenn er zwischengespeichert wurde und dieser Speicher weitere Dienstleistungen erbracht hat, bei denen auch nicht ausschließlich Erneuerbare Energien in den Speicher gelangt sind.

Das Recht auf Multi-Use sollte im EnWG verankert werden, damit die Umsetzung von Multi-Use-Geschäftsmodellen mit verhältnismäßigem Aufwand, Art 15 Abs. 1, ermöglicht wird.

### 3. Rolle von Speichern im Netz

In § 11a und 11b EnWG-E wird vorgeschlagen, dass die Betreiber von Versorgungsnetzen, Speicherleistungen betreiben bzw. ausschreiben dürfen. Da Speicher als Anlagen im Markt eingesetzt werden, ist die Betrieb durch Unternehmen aus dem regulierten Markt, entsprechend der EU-Vorgaben, nur bei einem festgestelltem Marktversagen und nur für einen begrenzten Zeitraum möglich. Der Gesetzesentwurf gibt keinen Hinweis, nach welchen Kriterien, eine Markterkundung stattzufinden hat.

Ohne festgelegtes Markterkundungsverfahren mit definierten Kriterien, bleibt die marktsichere Integration von Speichern in die Netze auf der Strecke. In Absatz 4 werden zwar Ausnahmen genannt, die festlegen, dass Energiespeicher über die Ausschreibung ein umfassendes Leistungspaket bereitstellen dürfen. Dies gilt jedoch nicht für die vollständig integrierten Netzkomponenten. Der Netzbetreiber kann dann anbieten: Frequenzsteuerung, Regelenergie und Blindleistung. Damit besteht das Risiko, dass die bisherigen Investitionen der Marktteilnehmer entwertet werden und als Folge der Regulation aus ökonomischen Gründen keine weiteren Investitionen zu erwarten sind. Hierbei ist besonders zu beachten, dass gerade durch Speicher die Netzoptimierung vorangetrieben werden kann.

Der Gesetzesentwurf sieht im Rahmen des Markttest von ausgeschriebenen Anlagen einen reinen Kostenvergleich zwischen Marktteilnehmer und Netzbetreiber vor. Maßgebliche Vergleichsgrundlagen, ob der Markt „gewinnt“, sind laut Gesetzesentwurf die Angemessenheit der Kosten: *„Angemessen sind die Kosten, wenn sie die Kosten für die Errichtung, die Verwaltung und den Betrieb einer vergleichbaren Anlage im Eigentum eines Netzbetreibers nicht übersteigen“* (§11a Abs 1 Satz 2 und 3).

Ein solcher Kostenvergleich ist jedoch weder in der BMRL vorgesehen, noch unterliegt er einem wettbewerblichen Level-playing field. Es steht zu befürchten, dass mit den aufgeführten Kriterien ein geordneter und fairer Markttest nicht ausreichend möglich ist.

#### 4. Rolle der Marktteilnehmer

Wie oben bereits erwähnt unterbreiten §11a und §11b EnWG 2021 des Entwurfs die möglichen Eingriffsmöglichkeiten bzw. Markttrollen von Netzbetreibern im Markt für Energiespeicheranlagen. Dabei gilt es die EU-Vorgabe zum Unbundling zu berücksichtigen und zudem das Verbot von multi-use Anwendungen aufzuheben, verzerrende Kriterien zum Kostenvergleich und die Umkehrung vom Regel-Ausnahme Verhältnis.

Der Vorteil von Multi-Use Speicheranlagen ist vielfach dokumentiert. Mehrfachanwendungen erhöhen die Effizienz des Speichers und senken damit die Kosten je Dienstleistung. Im Fall von Systemdienstleistungen spart dies Netzentgelte und senkt die Stromkosten der Endkunden. Beispielhaft steht hierfür die Hornsdale Power Reserve (HPR) Anlage in Australien. Der 100MW/129MWh Speicher nimmt an 9 verschiedenen Märkten teil und zusätzlich 2 regulierte vergüteten ÜNB Dienstleistungen. Für den australischen Steuerzahler reduzierten sich damit allein 2019 Systemkosten in der Höhe von 116 Mio. \$ (bei einer Investition von 91 Mio. \$). Multi-Use Anwendungen müssen im Sinne der Förderung der Kundenorientierung im Energiemarkt ermöglicht werden.

Die vom Gesetzgeber geteilte Befürchtung einer Quersubventionierung bei multi-use Anlagen durch Dritte wird vom BVES nicht geteilt. Erstens verhindert ein transparentes und öffentliches Gebotsverfahren eine solche Quersubventionierung von Markttätigkeiten durch regulierte Einnahmen. Der Netzbetreiber finanziert bei einer Multi-Use Lösung nicht den gesamten Speicher, sondern nur das Delta zwischen Kosten und den an den Märkten antizipierten Einnahmen. Dieses Delta ist damit das Ergebnis einer Auktion, in der die Bieter die Markteinnahmen bei einer Wirtschaftlichkeitsberechnung schon „eingepreist“ haben.

Dieses Delta kann damit auch als Dienstleistungszahlung an den Dritten verstanden werden. Zweitens ist das Argument der Marktverzerrung gegenüber existierenden Marktteilnehmern bei einer neuartigen Dienstleistung (hier die Speicherdienstleistung) grundsätzlich fragwürdig. Als Analogie kann hier auf den Regelleistungsmarkt referenziert werden. Mit ähnlicher Logik hätten sich zur Einführung des Regelleistungsmarktes die Erzeuger am Großhandelsmarkt benachteiligt fühlen können, die die neue Dienstleistung (Regelleistung) nicht anbieten können. Die Tatsache, dass eine Sub-Gruppe eines Marktes auf einem neuen weiteren Markt aktiv sein kann, ist heute bereits Usus (und wird mit neuen Verbrauchern immer wieder der Fall sein). Dies sollte auch für eine neue Systemdienstleistung durch den ÜNB möglich sein. Da die Erfüllung dieser neuen Dienstleistung frei ausgeschrieben wird, liegt damit keine Wettbewerbsverzerrung vor, sondern Innovation.

#### 5. Wasserstoffinfrastruktur

Der Gesetzesentwurf sieht vor, das Thema Wasserstoffinfrastruktur in das EnWG einzugliedern. Dies begrüßt der BVES. Gleichwohl wäre es essenziell, dass nicht nur auf die Transportinfrastruktur, sondern auch die Speicherinfrastruktur für Wasserstoff berücksichtigt wird. Ohne diskriminierungsfreien und transparenten Zugang zu Speicherinfrastruktur kommen die Vorteile von Wasserstoff für die Sektoren Industrie, Gebäude und Mobilität kaum zum Tragen. Es braucht ein level-playing-field für – insbesondere grünen – Wasserstoff im Hinblick etwa auf den Energieträger Erdgas. Entscheidend ist, dass gasförmige Energieträger in sich selber keine Speicherfunktion haben. Sie sind zwingend auf eine Speicherinfrastruktur angewiesen, die wiederum eine funktionierende Transportinfrastruktur zu wettbewerbsfähigen Preisen voraussetzt.

Der BVES begrüßt das Bekenntnis zur Entflechtung im Rahmen des Betriebes von Wasserstofftransportinfrastruktur. Es ist sinnvoll, dass die Markttrollen klar getrennt bleiben und das Unbundling-Prinzip angewendet wird. Es wäre zu überlegen, ob im Hinblick auf den zukünftigen Ausbaue der Infrastrukturen bereits jetzt stärker zwischen Wasserstoffübertragung und Wasserstoffverteilung unterschieden wird.



Unseres Erachtens besteht hier Verbesserungsbedarf. Der Trend in der Gesetzgebung der Bundesregierung, dass Unbundling aufzuweichen, sollte hier nicht weiter bestärkt werden. Es ist nicht die Aufgabe von Energienetzbetreibern, Wasserstoffproduktions- oder -speicheranlagen zu betreiben. Das Entflechtungsprinzip hat sich in der Energiewirtschaft inzwischen nachhaltig bewährt. Anreize werden nicht dadurch geschaffen, dass der EU-konforme Ordnungsrahmen aufgebrochen wird. Die durch nachfolgende Verfahren erwachsende Rechtssicherheit im Hinblick auf den regulatorischen Rahmen wirkt sich vielmehr als Investitionshemmnis aus. Die jüngsten Ausführungen des Generalanwalts beim EuGH im Verfahren C-718/18 unterstreichen dies zusätzlich.

Die Umwidmung von Gasnetzen in Wasserstoffnetze ist in den Augen der BVES sinnvoll. In der Anfangsphase der Investition in Wasserstoffinfrastrukturen (CAPEX) muss sichergestellt sein, dass dies Investitionen nicht zu Lasten der Erdgaskunden quersubventioniert wird. Die genannte Zahl von 1% halten wir angesichts voraussichtlich anfangs höherer CAPEX-Anteile beim Infrastrukturaufbau für wenig realistisch bzw. können die dahinterliegenden betriebswirtschaftlichen Annahmen nicht erkennen. Es braucht eine verlässliche Investitionsgrundlage. Eine Aufbaufinanzierung kann zunächst aus den schon vorgesehenen Mittel der nationalen Wasserstoffstrategie selbst bestritten werden.

Das in § 28j vorgesehene Wahlrechtsoptionen für die Betreiber, ob sie einer Regulierung unterfallen wollen oder nicht ist in unseren Augen grundsätzlich positiv. Es wird jedoch darauf zu achten sein, dass die Wahlmöglichkeit nicht dazu genutzt wird, Nutzungspetenten zu diskriminieren. Vor diesem Hintergrund halten wir es für sinnvoll, wenn das Wahlrecht lediglich für solche Infrastrukturen gewährt wird, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens bereits bestanden. Alternativ wäre auch eine zeitliche Befristung der Wahl mit anschließender Überprüfung durch die Regulierungsbehörden denkbar.

Die Rechnungslegungs- und Buchführungsvorschriften in 28k sollen eine Quersubventionierungen von Wasserstoffnetzen ausschließen. Eine gewisse Entflechtung zu anderen Tätigkeitsformen der Energieerzeugung wird erreicht. Dies ist für Netzbetreiber alltäglich, birgt aber in der vorgelegten Form Risiken, dass das Unbundling aufgeweicht wird. In Verbindung mit den Eingriffsrechten an anderer Stelle, können Netzbetreiber auf diese Weise ein neues Marktsegment erschließen, in dem sie umfangreich wirken können.

§ 28m regelt den Zugang zu Wasserstoffnetzen. Dies jedoch in unzureichender Form. Es können immer wieder technische Gründe vorliegen, weshalb der Netzbetreiber einen Kunden nicht anschließen möchte. Im Gasbereich haben erst eine Vielzahl von BGH-Urteilen Rechtssicherheit geschaffen. Hier wäre es zu begrüßen, wenn der Gesetzgeber unmittelbar eindeutige Regelungen formuliert.

-:-

Bundesverband Energiespeichersysteme e.V.  
Oranienburger Straße 15  
10178 Berlin  
T: 030 54610 – 630  
E: info@bves.de